

HUODIANCHANG TEZHONG SHEBEI ANQUAN JISHU

火电厂特种设备 安全技术

徐军 主编 张建华 张清林 副主编



本书是为了提高电厂特种设备安全技术人员的安全操作技术水平,根据电厂特种设备设计与制造、安装、改造、维修与调试、检验和使用中遇到的与安全有关的问题及特种设备相关法律、法规和安全技术规范等方面要求编写而成。编写人员具有多年从事特种设备检验检测和制造安装以及对特种设备安全操作人员的培训工作经验。

本书共六章,内容包括:概述、火力发电厂常用锅炉及压力容器、设计与制造、安装改造维修与调试、检验和使用、特种设备安全技术相关法律法规。

本书注重实用的原则,内容翔实,对火电厂特种设备制造安装企业和检验检测单位具有指导意义,可供火电厂特种设备制造安装企业和检验检测单位的工程技术人员、检验员、检验师、运行安全操作人员等参考,也可作为高职院校的专业技术教材。

图书在版编目(CIP)数据

火电厂特种设备安全技术/徐军主编. —北京:化学工业出版社, 2010. 12

ISBN 978-7-122-09900-6

I. 火… II. 徐… III. 火电厂-设备-安全技术
IV. TM621

中国版本图书馆CIP数据核字(2010)第221435号

责任编辑:高钰

文字编辑:孙科

责任校对:陈静

装帧设计:周遥

出版发行:化学工业出版社(北京市东城区青年湖南街13号 邮政编码100011)

印刷:北京白帆印务有限公司

装订:三河市万龙印装有限公司

787mm×1092mm 1/16 印张9¼ 字数224千字 2011年2月北京第1版第1次印刷

购书咨询:010-64518888(传真:010-64519686) 售后服务:010-64518899

网址:<http://www.cip.com.cn>

凡购买本书,如有缺损质量问题,本社销售中心负责调换。

定 价:25.00元

版权所有 违者必究

前 言

据有关资料统计，目前我国火力发电占总发电容量的 80% 左右，水力发电约占 15%，其他如核能及风力发电等约占 5%。

在火力发电厂中，锅炉压力容器及压力管道的安全对整个电厂安全运行起着关键作用，而且这些设备都具有爆炸的危险，它们的安全与否直接威胁到发电厂安全运行和电厂人员的生命安全。火电厂担负着向社会提供电力的任务，所以说电站锅炉压力容器和压力管道的安全是事关国计民生的大事。火电厂特种设备安全技术是一种技术性很强的管理工作，本书主要从火电厂常用锅炉及压力容器的设计、制造、安装、改造、维修、调试、检验和使用各个阶段的工作性质为切入点，以事故预防为目的，确保设备的安全运行。

本书主要将我国国家、部委和行业的有关法律、行政法规、规程、规范、规定、技术标准中与火电厂特种设备有关的条文进行摘录汇编，章节分类清晰，便于查找，具有较强的实用性和可操作性。

本书由徐军主编，张建华、张清林副主编，易彦红、牛刚、李璐参加编写。徐军、易彦红编写第一章、第四章，张建华、牛刚编写第三章、第六章，张清林、李璐编写第二章、第五章。

由于编写人员的专业水平，经验所限，疏漏和不妥之处，望读者和同行批评指正。

编 者
2010 年 10 月

目 录

第一章 概述	1
一、特种设备	1
二、火力发电厂承压类特种设备	1
三、火力发电厂承压类特种设备相关术语	2
第二章 火力发电厂常用锅炉及压力容器	5
第一节 火力发电厂常用锅炉的分类及主要形式	5
一、电站锅炉的分类方式	5
二、电站锅炉的型号表示法及其说明	5
三、煤粉炉的主要形式	7
四、循环流化床锅炉	9
五、大型电站锅炉发展趋势	11
第二节 火力发电厂锅炉上的承压部件	14
一、汽包	15
二、下降管	16
三、强制循环泵（亦称锅炉水循环泵）	16
四、水冷壁管（亦称上升管）	17
五、过热器	18
六、再热器	21
七、减温器	23
八、省煤器	23
九、空气预热器	26
十、汽水系统各联箱及炉体连接管道	27
十一、锅炉钢架等承重部件	27
十二、直流炉中的汽水分离装置	27
第三节 火力发电厂常用压力容器	28
一、概况	28
二、热力系统常用压力容器	28
第三章 设计与制造	33
第一节 锅炉的设计与制造	33
第二节 压力容器设计	39
第三节 压力管道设计	46
第四节 锅炉制造	51

第五节	压力容器制造	59
第六节	压力管道元件制造	64
第四章	安装、改造、维修与调试	66
第一节	设备的保管	66
第二节	安装、改造、维修工艺	66
第三节	耐压试验	69
第四节	安全保护装置	75
第五节	锅炉的化学清洗	79
第六节	管道的冲洗和吹洗	83
第七节	竣工移交	89
第五章	检验和使用	94
第一节	安全性能检验	94
第二节	安装监控	99
第三节	定期检验	108
第四节	登记注册	126
第五节	检修管理	131
第六节	运行管理	136
第六章	特种设备安全技术相关法律法规	142
一、	特种设备安全技术相关法律法规	142
二、	特种设备行政许可	142
三、	法律法规对特种设备生产和使用环节的规定	142
四、	特种设备生产和使用单位应负的法律责任	145
参考文献	148

第一章 概述

一、特种设备

特种设备是指涉及生命安全、危险性较大的锅炉、压力容器、压力管道、电梯、起重机械、客运索道、游乐设施、场（厂）内机动车辆。

这些设备都是社会经济发展和人民生活中的必需设备，在国民经济和社会发展中起着至关重要的作用。然而，由于特种设备具有发生危险的固有特性，一旦发生事故，不仅会造成严重人身伤亡及财产损失，甚至会对正常的社会秩序产生重大影响。世界各国政府都利用法律、行政等各种强制措施予以特殊的监督管理。我国与世界上许多国家一样，把这类设备、设施纳入了政府安全监察范围，实施严格的监督管理制度。对特种设备设计、制造、安装、改造、维修、使用、检验检测等7个环节实行全过程管理。这些基本制度分为两类，即特种设备行政许可制度和特种设备监督检查制度。

特种设备分为承压类特种设备和机电类特种设备两大类。

1. 承压类特种设备是指锅炉、压力容器（含气瓶）和压力管道。

锅炉：是指利用各种燃料、电或其他能源，将所盛装的液体加热到一定的参数，并承载一定压力的密闭设备，其范围规定为容积大于或者等于30L的承压蒸汽锅炉；出口水压大于或者等于0.1MPa（表压），且额定功率大于或者等于0.1MW的承压热水锅炉、有机热载体锅炉。

压力容器：是指盛装气体或液体，承载一定压力的密闭设备，其范围规定为最高工作压力大于或等于0.1MPa（表压），且压力与容积的乘积大于或等于 $2.5\text{MPa}\cdot\text{L}$ 的气体、液化气体和最高工作温度高于或等于标准沸点的液体的固定式容器和移动式容器；盛装公称工作压力大于或等于0.2MPa（表压），且压力与容积的乘积大于或等于 $1.0\text{MPa}\cdot\text{L}$ 的气体、液化气体和标准沸点等于或低于 60°C 液体的气瓶、氧舱等。

压力管道：是指利用一定的压力，用于输送气体或者液体的管状设备，其范围规定为最高工作压力大于或等于0.1MPa（表压）的气体、液化气体、蒸汽介质或可燃、易爆、有毒、有腐蚀性、最高工作温度高于或等于标准沸点的液体介质，且公称直径大于25mm的管道。

2. 机电类特种设备是指电梯、起重机械、客运索道、大型游乐设施和场（厂）内机动车辆。

二、火力发电厂承压类特种设备

火力发电厂承压类特种设备主要包括：锅炉（包括水冷壁、汽包、过热器、再热器、省煤器、锅炉范围内的汽水管道），压力容器（高压加热器、低压加热器、除氧器、凝汽器等）和电厂内各种压力管道。

火力发电厂锅炉等特种设备运行过程：储存在储煤场（或储煤罐）中的原煤由输煤设备从储煤场送到锅炉的原煤斗中，再由给输煤机送到磨煤机中磨成煤粉。煤粉送至分离器进行分离，合格的煤粉送到煤粉仓储存（仓储式锅炉）。煤粉仓的煤粉由给粉机送到锅炉本体的喷燃器，由喷燃器喷到炉膛内燃烧（直吹式锅炉将煤粉分离后直接送入炉膛）。燃烧的煤粉放出大量的热能将炉膛四周水冷壁管内的水加热成汽水混合物。混合物被锅炉汽包内的汽水分离器进行分离，分离出的水经下降管送到水冷壁管继续加热，分离出的蒸汽送到过热器，加热成符合规定温度和压力的过热蒸汽，经管道送到汽轮机做功。过热蒸汽在汽轮机内做功推动汽轮机旋转，汽轮机带动发电机发电，发电机发出的三相交流电通过发电机端部的引线经变压器升压后引出送到电网。在汽轮机内做完功的过热蒸汽被凝汽器冷却成凝结水，凝结水经凝结泵送到低压加热器加热，然后送到除氧器除氧，再经给水泵送到高压加热器加热后，送到锅炉继续进行热力循环。再热式机组采用中间再热过程，即把在汽轮机高压缸做功之后的蒸汽，送到锅炉的再热器重新加热，使汽温提高到一定（或初蒸汽）温度后，送到汽轮机中压缸继续做功。火力发电厂生产过程见图 1-1。

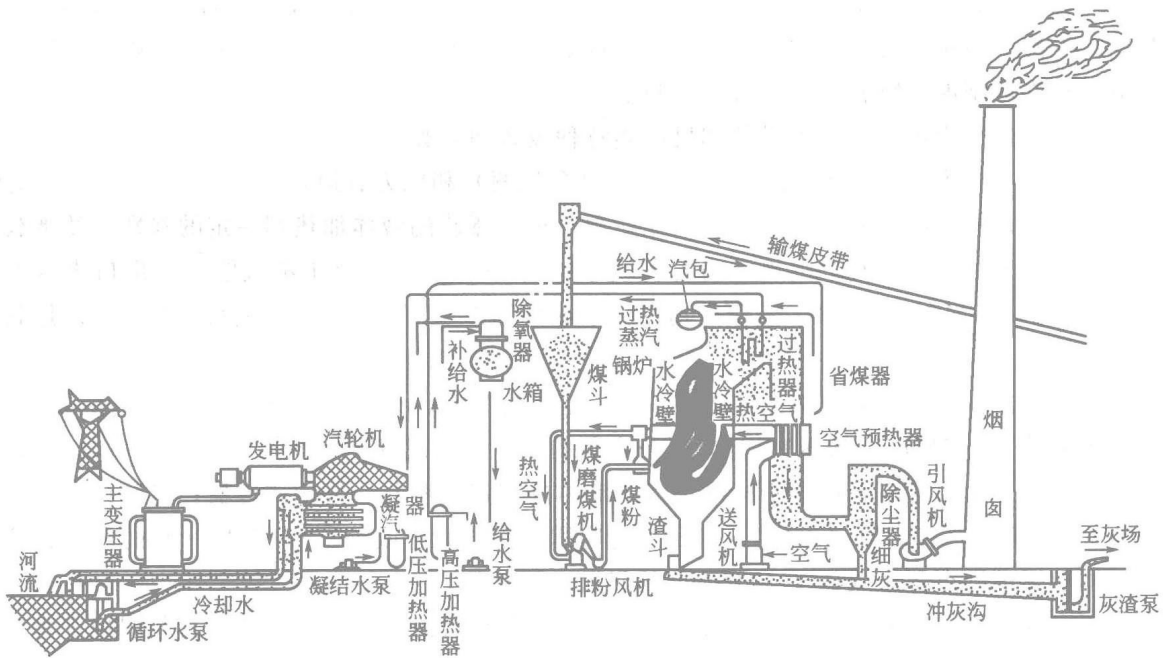


图 1-1 火力发电厂生产过程

三、火力发电厂承压类特种设备相关术语

1. 电站锅炉 (power station boiler)

产生的蒸汽用以推动汽轮发电机组产生电力的锅炉。

2. 散装锅炉 (field-assembled boiler)

锅炉的零部件在工地进行安装成整体的锅炉。

3. 高压锅炉 (high pressure boiler)

出口工质压力为 7.8~10.8MPa 的锅炉。最常用的蒸汽参数为 9.8MPa, 540℃。

4. 超高压锅炉 (superhigh pressure boiler)

出口工质压力为 11.8 ~ 14.7MPa 的锅炉。最常用的蒸汽参数为 13.7MPa, 538℃/538℃。

5. 亚临界压力锅炉 (subcritical pressure boiler)

出口工质压力为 15.7 ~ 19.6MPa 的锅炉。最常用的蒸汽参数为 16.7MPa, 538℃/538℃。

6. 超临界压力锅炉 (supercritical pressure boiler)

出口工质压力超过临界压力的锅炉。由于水的临界压力为 22.1MPa (绝对), 因而是指出口蒸汽压力大于 22.1MPa 的锅炉。常用的蒸汽参数为 23.5 ~ 26.5MPa, 538 ~ 543℃/538 ~ 566℃。

7. 超超临界锅炉 (ultra supercritical boiler)

在超临界参数的基础上采用更高的压力和温度, 以进一步提高机组的热效率, 因而它是提高参数的超临界锅炉或可称为优化的高效的超临界锅炉。其蒸汽参数一般为压力 $\geq 24.2 \sim 28$ MPa, 过热汽温和再热汽温 $\geq 580 \sim 600$ ℃。

8. 直流锅炉 (once-through boiler)

在炉内给水依靠水泵压头一次通过受热面完成水的加热、蒸发和蒸汽过热, 达到规定的蒸汽参数的强迫流动锅炉。

9. 固体燃料锅炉 (solid-fuel fired boiler)

燃用各种固体燃料 (煤、油页岩、木柴、甘蔗渣和固体废料等) 的锅炉。

10. 循环流化床锅炉 (circulating fluidized bed boiler)

进一步提高流化床的气流速度, 在床内发生快速燃烧的同时, 大量固体颗粒被气体挟带流出炉膛, 使之流经分离器, 把固体颗粒收集下来, 重新送入床内燃烧的流化床锅炉。

11. 过热器 (superheater)

将饱和蒸汽加热到规定温度的过热蒸汽的受热面部件。

12. 再热器 (reheater)

将汽轮机高压缸或中压缸的排汽送入锅炉再次加热到所规定的再热温度的受热面部件。

13. 减温器 (desuperheater、attemperator)

利用水作为冷却介质进行过热汽温调节的装置。

14. 汽-汽热交换器 (steam-steam heat exchanger)

利用过热蒸汽来加热再热蒸汽以达到调节再热汽温的部件。

15. 省煤器 (economizer)

利用低温烟气加热给水的对流受热面部件。

16. 空气预热器 (air heater)

利用低温烟气加热空气的对流受热面部件。

17. 锅炉汽水系统 (boiler steam and water circuit)

由受热面和锅炉范围内管道所组成的汽水流程管路系统。

18. 锅炉范围内管道 (boiler external piping)

规定接口范围内, 即指进水阀、总汽阀和排污阀范围内, 锅炉汽水管道的总称。包括给

水、蒸汽、减温水、排污、疏水、放水和放气等管道。

19. 安全阀 (safety valve)

在锅炉内工质静压力的作用下能自动开启、泄放工质压力，从而保证锅炉工作在所能承受的压力范围内的安全装置。安全阀的主要参数是开启压力和排汽能力。

20. 防爆门 (explosion door)

以煤粉、油或可燃气体为燃料的室燃锅炉在点火或运行中操作不当时，可能引起炉膛或尾部烟道发生爆燃或二次燃烧，导致炉内压力升高，当压力升高至一定值时能自行开启泄压，以保护锅炉炉墙的安全装置。锅炉所用的防爆门有爆破膜式和旋启式两种。

21. 高压 (低压) 加热器 [HP (LP) heater]

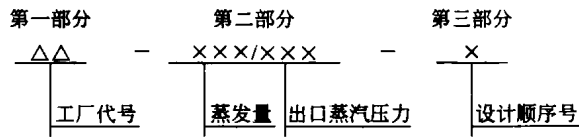
利用汽轮机抽汽，对给水、凝结水进行加热，其目的是提高整个热力系统经济性。

22. 除氧器 (deaerator)

除去锅炉给水中的各种气体，主要是水中的游离氧。

第二章 火力发电厂常用锅炉 及压力容器

其说明：



第一部分：制造工厂代号，用两个汉语拼音表示。如上海锅炉厂为 SG。

第二部分：锅炉基本参数，前面数字表示蒸发量 (t/h)，后面数字表示出口蒸汽压力 (工作压力)。

第三部分：锅炉设计顺序号。

下面举例说明电站锅炉的产品型号。

(1) DG-670/140-M 表示东方锅炉厂制造，额定蒸发量 670t/h，额定蒸汽压力为 1.37MPa(140kgf/cm²) 原型设计的燃煤炉。

(2) WG-1000/170-YM₂ 表示武汉锅炉厂制造，额定蒸发量 1000t/h，额定蒸汽压力为 16.8MPa (170kgf/cm²)，设计燃料为油、煤两用，第二次变形设计。

(3) SGL-130/39-M 表示上海锅炉厂采用联合设计图纸制造，额定蒸发量 130t/h，额定蒸汽压力为 3.8MPa (39kgf/cm²) 原型设计的燃煤炉。

(4) HG-670/13.7-9 型锅炉，表示哈尔滨锅炉厂制造的额定蒸发量为 670t/h，额定蒸汽压力为 13.7MPa，设计序号为 9。

从 20 世纪 70 年代起，我国电站锅炉已逐步淘汰容量小、热效率低的层燃或半悬浮燃烧 (如抛煤机炉) 方式，而都采用室燃方式 (悬浮燃烧)。由于我国石油资源短缺，因此自 20 世纪 80 年代起将原设计燃用油的锅炉都逐步用煤取代 (即以煤代油工程)，因此到目前为止，我国新建的和正在服役的电站锅炉，几乎全是燃煤的煤粉炉。以后介绍电站锅炉时主要是讲煤粉炉。

对于电站锅炉，其蒸汽参数的设计是按照汽轮机入口参数来选择的，再考虑适当的锅炉至汽轮机间的温降和压降来确定的。我国电站锅炉与汽轮机蒸汽参数国家标准如表 2-1 所示。

表 2-1 我国电站锅炉与汽轮机蒸汽参数国家标准

机组类型	汽轮机初参数		汽轮机发电机组效率 /%
	汽压/MPa	汽温/℃	
中压机组	3.4	435	30~32
次高压机组	4.9~5.9	435~470	
高压机组	8.8	535	37~39
超高压机组	15.7~16.2	535/535	42~43
亚临界参数机组	16.2	535/535	44~45
超临界参数机组	23.5	535/535	

蒸汽参数的选定涉及因素很多，往往这些因素也因时因地而异，所以必须通过全面的技术经济论证才能确定。对于不同国家，甚至不同生产厂家，由于具体条件不同（其中包括经验累积、习惯等），所采用的蒸汽参数系列也会有一定差异，下面给出国际电工委员会（IEC）推荐的蒸汽参数和我国火力发电厂采用的蒸汽参数系列，见表 2-2 和表 2-3。

表 2-2 IEC 推荐的汽轮机蒸汽参数

主蒸汽压力/kPa	3200	4100	6200	8000	10300	12400	16200	18000	24100
主蒸汽温度/℃	435	455	485	510 或 538	538 或 565				
再热蒸汽温度/℃	—	—	—	—	538 或 565				

表 2-3 我国火力发电厂蒸汽参数系列

设备参数等级	锅炉出口		汽轮机进汽		机组额定功率 /MW
	压力/MPa	温度/℃	压力/MPa	温度/℃	
次中参数	2.55(26)	400	2.35(24)	390	0.75, 1.5, 3
中参数	3.92(40)	450	3.43(35)	435	6, 12, 25
高参数	9.9(101)	540	8.83(90)	535	50, 100
超高参数	13.83(141)	540/540	12.75(130)	535/535	200
		540/540	13.24(135)	535/535	125
亚临界参数	16.77(186.4)	540/540	16.18(165)	535/535	300
		540/540	16.67(170)	537/537	300, 600

三、煤粉炉的主要形式

煤粉炉是进行悬浮燃烧的。先将煤磨成细粉（煤粉颗粒多小于 $100\mu\text{m}$ ），然后由送风机送入炉膛中，在悬浮状态（煤粉运动速度与炉膛中气流速度基本相同，煤粉在炉膛中的停留时间为 $1\sim 2\text{s}$ ）下燃烧。

细小的煤粉颗粒进入炉膛后，在高温炉内火焰和烟气的加热下，把水分蒸发掉，然后随着温度升高，煤粉中挥发分析出并燃烧，直至煤粒变成高温焦炭颗粒，最后焦炭燃尽。

由于煤粉需要空气携带进入炉膛，点燃空气和煤粉混合物比单独点燃煤粉需要更多的热量。空气越多，煤粉气流越难点燃。为尽快地使煤粉气流着火，总是先把燃烧所需的部分空气与煤粉混合，并携带煤粉进入炉膛，这部分空气就称一次风。其余空气以二次风、三次风的形式进入炉膛。煤粉气流中一次风量只能将煤粉析出的挥发分燃完，析出挥发分的焦炭颗粒处于高温下，由二次风提供氧气燃尽。

悬浮燃烧（煤粉炉）的主要燃烧设备有燃烧器和适合煤粉悬浮燃烧的炉膛（燃烧室），其辅助设备有制粉系统。

煤粉燃烧器的基本作用是保证将输入炉膛的煤粉及时点燃并稳定的燃烧。燃粉气流由燃烧器进入炉膛，其着火过程、炉膛内空气动力和燃烧工况由燃烧器的结构和燃烧器的布置决定。煤粉燃烧器按其工作原理可分为两大类：旋流燃烧器和直流燃烧器。

炉膛为煤粉的充分燃烧提供了足够的空间，炉膛内安装有大量水冷壁等受热面，它通过煤粉燃烧后产生的烟气与受热面之间的换热而得到冷却。

虽然煤粉炉要求煤粉颗粒直径在 $100\mu\text{m}$ 以下，但要燃尽需要一定的时间。如果煤粉颗粒在炉膛内没有燃尽，一旦出了炉膛而进入对流受热面，就不可能再充分燃烧了，因此必须保证煤粉在炉膛内有足够的停留时间。

炉膛的相对大小用炉膛容积热负荷 q_v (单位 kW/m^3)，即每立方米炉膛容积所燃烧燃料的发热量表示，用公式表示：

$$q_v = BQ_{\text{ar,net,p}}/V_1$$

式中 B ——锅炉燃煤量， kg/s ；

$Q_{\text{ar,net,p}}$ ——煤的发热量， kJ/kg ；

V_1 ——炉膛容积。

由上式可知，炉膛容积热负荷过大及炉膛过小，煤粉停留时间不够，煤粉将不易完全燃烧；热负荷过小，炉膛太大，结构不紧凑，而且增大了受热面积，将使炉膛内烟气温度降低，不利于燃烧。

决定炉膛形状的另一个参数是炉膛的截面热负荷 q_F (单位 kW/m^2)，计算公式如下：

$$q_F = BQ_{\text{ar,net,p}}/A$$

式中 A ——炉膛截面积。

在炉膛容积热负荷一定的前提下， q_F 大一些，则炉膛呈瘦高形，增大了煤粉在炉膛内停留时间，有利于燃尽。但 q_F 不能过大，否则易引起局部高温，使燃烧器附近受热面结渣(固态排渣炉中)。

炉膛形状尺寸和相应合理的燃烧器形式和布置，是保证炉内有良好的空气动力工况和稳定的前提。一般应该考虑的原则是：

- (1) 有效地组织炉内高温烟气加热煤粉，以保证煤粉及时、稳定的燃烧；
- (2) 能使颗粒在炉膛内有足够的停留时间，以保证煤粉燃尽。

基于这种考虑，一般对于旋流燃烧器，采用前墙布置燃烧器，炉膛形成 L 形火焰燃烧室或前后墙布置，直流燃烧器则采取四角布置或安装在 W 形火焰燃烧室中，见图 2-1。

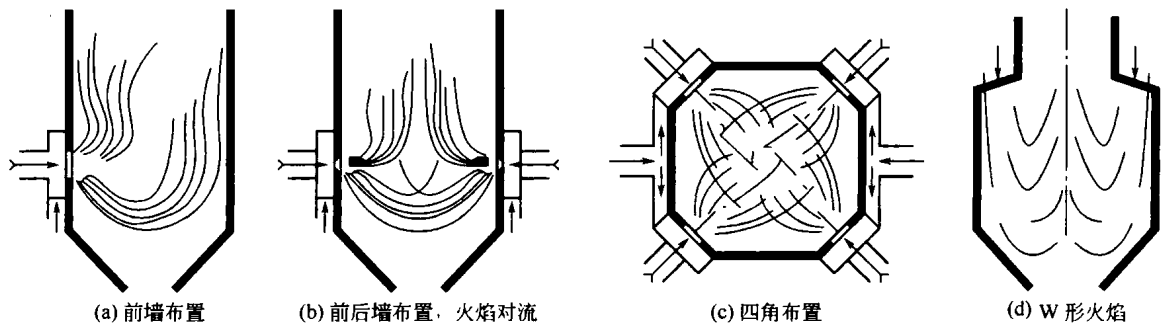


图 2-1 燃烧器布置的几种形式

煤粉炉按排渣方式可分为液态排渣炉和固态排渣炉。在煤粉炉燃烧室中煤粉火焰中心温度一般可达 $1400\sim 1600^\circ\text{C}$ 或更高。固态排渣炉要求在火焰中呈融化状态的灰粒在到达受热面以前就冷却到固体状态；液体排渣炉则要求炉膛维持尽量高的温度，使灰粒在炉壁上仍是融化状态，沿炉壁流向炉底，由排渣口排出。因此，液态排渣炉的炉膛下部耐火材料盖在水

冷壁外，以减少水冷壁吸收。

液态排渣炉的常见形式有开式炉壁、半开式炉膛和闭式炉膛。

液态排渣炉较之固态排渣炉具有更高的锅炉效率，较广的燃料适应性，能减轻烟气炉中灰粒对受热面的磨损。但液态排渣炉主要缺点也是比较突出的，其燃烧室结构要复杂一些。由于液态排渣炉在高温炉下运作，故 NO_x （即 NO 、 NO_2 ）的生成量较固态排渣炉高；高温易使燃料中的硫钒化物形成复盐而沉积在受热面上，形成高温腐蚀等。

另外，液态排渣炉炉底因析铁而造成的事故也常有发生。此外，由于高温燃烧引起烟气中氮氧化物增多，达不到环保标准，因此近三四十年来已基本停止这种炉型的研究和发展，所以目前国内仅存少量尚在运行的液态炉，而且容量较小（如山东省仅济宁电厂有两台高压 220t/h 炉尚在短期运行），因此对该种炉型不再详细介绍。此外，旋风炉虽在 20 世纪 60 年代曾在我国风行一时（它也是液态炉的一种类型），但其旋风筒内温度要求更高，煤种适应性差，全国现已基本停用，故不再介绍。

固态排渣炉的一个重要问题是结渣。煤粉颗粒燃尽后残留的灰分成为灰渣颗粒。在炉膛的高温烟气中，灰渣呈熔融状态。此时灰渣未经足够冷却与水冷壁或炉墙相碰，就会黏结在上面，形成结渣。当受热面表面黏上一层灰渣后，烟气与汽水工质传热减弱，使炉膛温度升高，又加速了结渣，从而造成恶性循环。结渣会导致锅炉不能正常运行，严重时会导致危险性后果。燃用灰熔点低、灰分多的煤易造成结渣；炉膛或燃烧器设计不当而使火焰刷壁，亦会引起结渣。结渣的防止与合理选择炉膛容积热负荷、截面热负荷有关，因此应合理选取炉膛截面尺寸，较好的组织火焰方向，避免火焰刷壁。

四、循环流化床锅炉

循环流化床燃烧技术是 19 世纪 80 年代从沸腾燃烧技术发展而来的一种新型的、公认的最具发展前景的“洁净”煤燃烧技术。由于具有燃料燃烧条件好、燃料适应性广、燃烧效率高、热效率高、负荷调节性能好、低温清洁燃烧、环保性能佳，灰渣能够得到综合利用等诸多优点，循环流化床锅炉的优越性越来越被广泛认可，并得到迅速发展。目前循环流化床锅炉正向大型化发展。循环流化床锅炉是在第一代沸腾床锅炉的基础上克服其飞灰量大、飞灰含碳量高、燃烧效率低、热效率低、埋管受热面及炉墙磨损严重、脱硫剂利用率低等固有缺点而开发的。循环流化床锅炉是通过提高沸腾炉流化床的气流速度，增加床层上部悬浮段自由颗粒的浓度，加强悬浮段的燃烧及传热，提高锅炉的蒸发率。同时在炉膛内或炉膛出口布置有气固分离器，以分离和收集烟气中高浓度的细灰，再使用返料器把细灰送入流化床循环燃烧，使烟气中的细灰在循环燃烧过程中实现完全燃烧，脱硫剂循环反应，以达到降低锅炉热损失，提高锅炉热效率，取得理想脱硫效果的目的。

从 1988 年国产首台 10t/h 蒸发量循环流化床锅炉投运后的十几年来，循环流化床锅炉在国内集中供热领域的应用发展十分迅速。在中小热电厂方面，1989 年首台国产 35t/h 循环流化床锅炉投运，1992 年首台国产 75t/h 循环流化床锅炉在浙江嵊县热电厂投运，1995 年首台国产 220t/h 循环流化床锅炉在大连化学工业公司自备热电厂投运，2000 年首台国产 130t/h 循环流化床锅炉在石家庄热电三厂投运，2002 年首台国产 420t/h 循环流化床锅炉在保定热电厂投运。在供热锅炉方面，首台国产 29MW 循环流化床高温水锅炉 1993 年在河南

濮阳中原油田投运，首台国产 14MW 循环流化床低温水锅炉 1999 年在石家庄时光供热站投运，首台国产 58MW 循环流化床高温水锅炉 2000 年在济南投运，首台国产 116MW 循环流化床高温水锅炉 2001 年在石家庄时光供热站投运。

循环流化床锅炉已经有二十多年的发展历史，目前，国外已经设计的循环流化床锅炉可以达到 1000t/h 蒸发量，达到目前 300MW 机组普遍采用的参数，运行的可靠性大大提高。循环流化床锅炉原理图如图 2-2 所示。

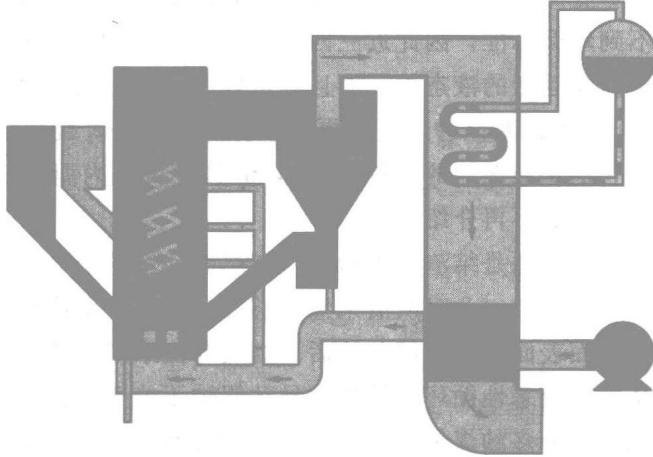


图 2-2 循环流化床锅炉原理图

循环流化床锅炉独特的流体动力特性和结构使其具有许多独特的优点：

(1) 燃料适应性好。几乎可燃用各种劣质燃料，如泥煤、褐煤、劣质烟煤（包括高硫煤）、无烟煤、矸石、炉渣等。

(2) 燃烧效率高。对无烟煤可达 97%，对其他煤种可达 98%~99.5%，可与煤粉燃烧相竞争。

(3) 脱硫效率高。床内直接加石灰石等脱硫剂，当 $Ca/S=1.5\sim 2.0$ 时，脱硫效率可达 85%~90%，石灰石的利用率比常规流化床提高近一倍。

(4) 低温燃烧， NO_x 排放量少。 NO_x 排放浓度为 $(100\sim 200)\times 10^{-6}$ （体积分数），常规流化床为 $(300\sim 400)\times 10^{-6}$ （体积分数）。

循环流化床燃烧与常规的煤粉炉相比，主要缺点如下。

(1) 炉膛高大，初投资大。由于浓相段无受热面，而稀相段的传热系数远小于浓相段，温压又低，此外，流速高、床截面积小，四周墙面积不足以布置必需的受热面，因此必须增加炉高。为此导致水冷壁结构成本（下降管与导气管长度增长）、汽包高位支架成本及厂房成本增加。

(2) 分离循环系统比较复杂，布风板阻力系统阻力增大，自身耗电量大（约为机组本身发电量的 7%），电厂效率难以提高。

(3) 床内速度高，粒子浓度大，分段燃烧缺氧还原区的存在，致使受热面壁与吊挂管磨损与腐蚀厉害，因此炉膛内布置的受热面磨损，尤其是靠近下部浓相区的受热面磨损，将是这类锅炉防护检查的重点部位。

(4) 旋风分离器的数量与尺寸,也限制了循环流化床锅炉大型化的发展。旋风分离器直径增大,除笨重外,分离效率将下降,目前最大旋风分离器直径为6~7m,一台350MW的锅炉约需6个直径6m的旋风分离器,并联旋风分离器数目增多使系统复杂化,影响到循环流化床锅炉的运行可靠性。此外,高温旋风分离器的内衬耐磨材料不易解决,且内衬厚,热惰性大,启动与停炉时间长(冷态启动约需10h),否则易开裂。

当前,我国循环流化床锅炉在快速发展的同时也存在一些问题和隐患。

(1) 目前大型循环流化床锅炉技术均是从法国ALSTOM公司引进的,技术品种单一,且该公司在大型循环流化床锅炉上的业绩并不多(250MW容量三台,300MW容量一台),所以,存在一定的技术风险。从长远看,也不利于技术的进一步发展。

(2) 由于近年来电煤紧张,目前投运的一大批中小容量循环流化床锅炉所使用的燃料普遍偏离设计值,造成磨损严重、排渣不畅、可用率低等严重运行问题。这一由外部原因引发的问题某种程度上被当成了循环流化床锅炉自身的技术问题。

(3) 对大型循环流化床锅炉的应用范围认识存在偏差。项目审批部门将循环流化床锅炉仅仅作为劣质燃料利用的手段,这一定位不利于循环流化床锅炉技术的健康发展。事实上,即使对于常规燃料,循环流化床锅炉机组的造价也略低于煤粉炉加湿式脱硫的机组。循环流化床锅炉当然是可以使用劣质燃料的,但若仅使用劣质燃料,长期下去,使用劣质燃料存在的一些固有的问题会被当成循环流化床锅炉自身存在的技术问题。

(4) 需要开展炉内受热面管子的磨损特性研究,炉膛物料浓度分布对管子磨损速度的影响,炉内受热面管子泄漏的运行检测技术、运行方式对管子寿命的影响,减少受热面管子磨损速度的改进方向、完善措施的研究等工作。

综上所述,循环流化床燃烧技术尚是一项年轻的技术,当今世界各国仍需要投入大量人力、物力进行试验研究与开发工作,使之日益完善。

从国产第一台用于发电的35t/h炉、130t/h炉、260t/h炉和465t/h炉的建成和投产可看出我国循环流化床锅炉已从中压发展至高压,现已至超高压。所配汽轮发电机亦从6MW发展至135MW。这几年发展迅速确实令人惊讶。

五、大型电站锅炉发展趋势

亚临界压力和超临界压力的锅炉是今后压力参数选择的主要对象,至于锅炉容量,亦应在1000t/h(配300MW机组)以上,因此从工质流动方式来讲,除了当前大量的自然循环锅炉可适用于低压锅炉一直到亚临界压力锅炉外,强制循环锅炉一般用在亚临界压力锅炉上。由于强制循环锅炉是在下降管与水冷壁进口联箱之间安装一台循环水泵,这样就可以解决亚临界锅炉水循环回路中,由于水、汽间密度差小后而引起的不可靠的问题。直流锅炉是使进入锅炉中的水,在受热面管内作一次性流动(即出口全部变为蒸汽),但是它对给水品质要求非常严格,只用在亚临界参数和超临界参数的锅炉机组上。作为直流锅炉的另一种形式,也称为符合循环直流锅炉,即在直流锅炉省煤器出口与蒸发区入口间加装一台再循环泵。它是在20世纪60年代发展起来的,在国外被较广泛地采用(主要是美国、日本)。目前我国电站锅炉这三种汽水循环方式的锅炉都有投运的,因此需将对其简单工作原理分别作介绍。

1. 自然循环锅炉

蒸发受热面为自然循环的锅炉称为自然循环锅炉，位于锅炉上的汽包可通过下降管不断地向水冷壁进口联箱供水。水冷壁内水吸热后产生部分蒸汽，在管内形成汽水混合物，由于汽水混合物与下降管的水密度不同，重量压差使下降管和水冷壁内工质产生循环流动的推力，汽水混合物上升进入汽包，使工质不停地形成自然循环。

这种自然循环锅炉水冷壁出口汽水混合物的含汽率（按重量）大致在 5%~25% 范围内（低参数、小容量的锅炉较小；高参数、大容量的锅炉大些）。由上述讨论可知，一定量的水必须在汽包、下降管和水冷壁等所组成的回路内循环很多次才能全部蒸发。这种自然循环汽包炉是到目前为止应用最为普遍的炉型。不少国家的亚临界压力的锅炉也采用这种炉型。

自然循环锅炉的主要特点是循环方式简单，靠下降管与上升管间工质的密度差进行循环，而且对给水品质的要求较低。当锅炉压力超过 19.5MPa 以后，蒸汽与水的密度已趋于接近，这时上升管和下降管内的循环压力就不能保证锅炉安全运行，因此采用自然循环方式的锅炉，汽包内的最高压力限制为 19.5MPa 以下。

目前，英国、美国、日本都已解决了亚临界压力自然循环锅炉的三大问题：一是水循环问题；二是汽水分离问题；三是汽包的制造和运输问题。英国自 1962 年以来陆续投运了 200MW、300MW、500MW、550MW 和 660MW 机组的自然循环锅炉。英国拔柏葛公司的政策就是尽量使用自然循环锅炉。20 世纪 70 年代，美国订购的大部分电站锅炉都是亚临界压力汽包锅炉，其中自然循环锅炉约占 2/3，目前美国最大的自然循环锅炉配 885MW 机组，参数为 17.8MPa、540/540℃。在炉膛高热负荷区域，为使光管水冷壁得到充分冷却并维持核态沸腾，需要一定的质量流速，而且它随着汽包运行压力的升高而增加。现已证明，自然循环能达到这种质量流速，但这种设计防止传热恶化的可靠性较小，特别在不稳定工况下更是如此。英国拔柏葛公司近年在自然循环锅炉上试验采用内螺纹管，以防止传热恶化，使水冷壁得到充分冷却，认为自然循环锅炉采用内螺纹管在亚临界压力下是很有效的。自然循环锅炉采用内螺纹管时，其防止传热恶化的可靠性，即使当压力为 21MPa 时，效果也仍然很好。另外，采用光管时，循环倍率及炉膛水冷壁管内流速都要求很大，这样就要求管子流通截面（包括下降管及上升管）相当大，而采用内螺纹管就可使自然循环锅炉设计得更经济些。亚临界压力自然循环锅炉在我国已得到了发展，各大锅炉厂的 300MW 亚临界压力自然循环锅炉已有一定数量投入运行，参数为 17MPa、540/540℃。

2. 强制循环锅炉

强制循环锅炉就是在下降管与水冷壁进口联箱之间串接专用的循环泵，这样就可以强迫锅炉中水和汽水混合物的流动，从而能可靠地保证水循环的安全性。这种在水循环回路中装有炉水循环泵的锅炉与自然循环锅炉蒸发受热面的汽水系统相似，其差别只是多了循环水泵，但是它给锅炉的结构和运行带来很大变化，水冷壁管的布置方式不再局限于垂直上升的唯一方式，布置上可以比较自由。这种锅炉在英国、法国等国家应用很普遍，我国引进的锅炉即属此种形式。

在英国，强制循环方式用在废热锅炉及核动力装置上，也用于火力发电站，如 200~550MW 机组，其中 500MW 机组锅炉，采用强制循环方式的已占生产数量的一半。不过，在英国研究的结果认为，强制循环总是复杂的，特别是循环泵的轴封及其相连的电动机冷却